



**RAPPORT DE LA « CONSULTATION DES ENTREPRISES
D'ÉLECTRICITE CONCERNÉES PORTANT SUR LES
ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS DES ÉVOLUTIONS
ENVISAGÉES DANS LA FUTURE PROPOSITION
TARIFAIRE 2020-2023**

Elia System Operator

15 Mai 2019

Table des matières

1 Introduction	4
2 Réactions reçues concernant le chapitre « Cadre général » et la procédure de consultation	6
3 Réactions reçues concernant le chapitre « Évolution des couts, recettes, rémunération et volumes »	8
3.1 Couts	8
3.1.1 Remarques générales	8
3.1.2 Concernant le développement du réseau	8
3.1.3 Concernant les services auxiliaires	9
3.1.4 Concernant la digitalisation	11
3.2 Recettes	12
3.2.1 Concernant les ventes internationales (rentes de congestion)	12
3.2.2 Concernant les soldes régulateurs	13
3.3 Volumes	14
3.3.1 Concernant les hypothèses liées aux productions par les unités thermiques	14
3.3.2 Concernant les hypothèses liées au stockage de l'électricité	14
3.3.3 Concernant les hypothèses liées aux volumes d'énergie prélevée	15
3.4 Concernant les conclusions générales	17
4 Réactions concernant le chapitre « principes généraux d'allocation des couts et des tarifs »	18
4.1 Allocation entre injection et prélèvement	18
4.2 Tarifs de raccordement	19
4.2.1 Concernant le tarif pour étude de modernisation substantielle	19
4.2.2 Concernant les tarifs pour utilisation d'une première travée de raccordement partiel	20
4.2.3 Concernant le tarif de raccordement Offshore	21
4.2.4 Concernant l'adaptation de la politique de maintenance pour les utilisateurs de réseau directement raccordés au réseau d'Elia et l'impact sur la redevance pour la gestion des équipements de raccordement	22

4.3 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau	22
4.3.1 Concernant la clé de répartition entre tarif pour pointe mensuelle, pointe annuelle et puissance à mise disposition	22
4.3.2 Concernant les tarifs de pointe annuelle et mensuelle pour le prélèvement	23
4.3.3 Concernant les tarifs pour puissance mise à disposition	24
4.4 Tarifs de compensation des déséquilibres	25
4.4.1 Concernant le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès	25
4.5 Tarifs de gestion du système électrique	28
4.5.1 Concernant les tarifs pour le prélèvement et injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)	28
4.6 Tarifs pour l'intégration du marché	29
4.7 Compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral	30
5 Réactions concernant les obligations de service public, taxes et surcharges	31
6 Conclusion	32

1 Introduction

Comme prévu dans l'Accord (article 13 §1er) relatif aux procédures d'approbation des Propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges conclu le 6 février 2018 entre la CREG et Elia, le gestionnaire de réseau doit organiser une consultation des entreprises d'électricité concernées préalablement à l'introduction de la Proposition tarifaire. Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire. Le gestionnaire de réseau est également chargé de rédiger un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis. Les commentaires des parties consultées et le rapport de consultation seront joints à la Proposition tarifaire.

Une consultation publique a déjà été organisée précédemment par la CREG dans le cadre de l'établissement d'une nouvelle Méthodologie Tarifaire 2020-2023, comme prescrit à l'article 12 de la loi Électricité du 29 avril 1999. Ce document comportait une description détaillée des concepts qui s'inscrivaient dans la proposition d'adaptation de la Méthodologie Tarifaire. À la suite de cette consultation, la CREG a préparé un projet d'arrêté adapté qu'elle a soumis le 7 juillet 2018 à la Chambre des représentants. Vu l'absence de réaction de la Chambre et l'achèvement de la procédure préparatoire légale prévue en la matière, la CREG a pris le 27 juin 2018 la décision fixant « la Méthodologie Tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport » (ci-après la « Méthodologie Tarifaire »).

L'objectif de la consultation organisée par Elia a été d'informer toutes les entreprises concernées des éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire 2020-2023, afin de permettre aux parties concernées d'exprimer leur point de vue. Le document de consultation a été soumis aux entreprises d'électricité concernées. La consultation a eu lieu du mercredi 13 février 2019 au mercredi 13 mars 2019. Le document mentionnait que les réactions des parties consultées seraient communiquées nominativement à la CREG, mais que les parties pouvaient néanmoins demander à ce que leurs réactions fassent l'objet d'un traitement anonyme dans le rapport de consultation qui serait mis à la disposition de toutes les parties consultées.

Elia a reçu des réactions non-confidentielles de 10 répondants et des réactions confidentielles de 2 répondants. Les répondants avec réactions non-confidentielles sont les suivants :

- Belgian Offshore Platform (ci-après, BOP)
- Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières (ci-après, FEBEG) et Organisatie Duurzame Energie (ci-après, ODE)
- Federation of Belgian Industrial Energy Consumers (ci-après, FEBELIEC)
- Fluvius
- Lampiris S.A.

- Ores
- Parkwind N.V.
- REstore
- Sibelga
- Statkraft

Notons que les répondants suivants se réfèrent aux remarques qu'ils ont émises lors de consultations précédentes :

- FEBEG & ODE et BOP en Décembre 2018 sur le « Plan de développement fédéral du réseau de transport (de 110kV à 380kV) sur la période 2020-2030 » (http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/Consultation-publique/20181015_Plan-de-developpement-federal-reseau-de-transport-sur-la-periode-2020-2030)
- FEBEG en Septembre 2018 sur « Proposal for the exemption from the obligation to procure upward and downward balancing capacity for aFRR separately » (http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2018/20180928_separated-procurement-of-FCR-and-aFRR-products-final.pdf)
- FEBELIEC en Janvier 2019 sur la « Consultation publique sur les données utilisées pour l'étude d'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique Belge » (http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/publications/Consultation-publique/20190121_Public-consultation-on-the-data-used-for-the-study)

Dans la mesure du possible, les réactions reçues sont traitées suivant la structure du document de consultation, sauf lorsque certaines réactions portent sur plusieurs chapitres du document.

2 Réactions reçues concernant le chapitre « Cadre général » et la procédure de consultation

Résumé des réactions reçues :

Certains répondants (Parkwind N.V., FEBELIEC et BOP) ont émis des remarques sur le cadre général de la consultation publique. Ces remarques portent principalement sur les principes et les hypothèses appliqués aux éléments présentés lors de cette consultation publique.

BOP et ParkWind s'interrogent sur le fait que les codes de réseau européens soient considérés comme un facteur d'incertitudes, alors que ceux-ci sont désormais connus et prennent également la forme juridique d'un règlement où aucune interprétation n'est laissée aux États membres.

FEBELIEC considère que, dans l'établissement de ses tarifs, Elia accorde plus d'importance au « Capacity Remuneration Mechanism (CRM) » qu'à la norme énergétique alors qu'aucune de ces deux législations n'a été transposée légalement pour le moment.

Enfin, FEBELIEC tient à rappeler que, dans les pays voisins, les consommateurs industriels correspondant à des profils spécifiques (stable, prévisible, anticyclique, grand, etc.) bénéficient de réductions substantielles de leurs tarifs de transport, récompensant ainsi leur contribution à la stabilité et à l'intégrité du réseau. Ce n'est pas le cas en Belgique, ce qui entraîne, selon FEBELIEC, un désavantage concurrentiel important, comme le démontrent plusieurs études menées au cours des dernières années.

Par ailleurs, BOP est d'avis que si Elia entend se réserver la possibilité d'adapter la Proposition tarifaire au cours de la période régulatoire au cas où des facteurs de risque devraient influencer considérablement sa capacité à accomplir ses activités, alors ce principe doit pouvoir également offrir la possibilité de s'appliquer dans le sens opposé. BOP souhaiterait au moins que le processus d'adaptation de la Proposition tarifaire soit défini de manière claire et transparente.

Point de vue d'Elia :

Concernant les codes de réseau européens, Elia convient que des codes de réseau européens sont déjà connus au moment de la rédaction de la Proposition tarifaire. Cependant, diverses dispositions doivent encore donner lieu à des adaptations (ou développement) de réglementations ou décisions réglementaires nationales ou régionales concrètes (par exemple, la méthodologie de répartition des revenus de la congestion) qui pourraient impacter significativement la Proposition tarifaire. Ainsi, ces développements résultant des codes de réseau européens crée de l'incertitude pour Elia, réserve dont il faut tenir compte dans l'établissement de la Proposition tarifaire.

Concernant la remarque de FEBELIEC, la stratégie énergétique fédérale, annoncée par le Gouvernement fédéral le 30 mars 2018, prévoit notamment un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) à mettre en place dans le marché belge pour accompagner la sortie du nucléaire. Le Gouvernement fédéral a décidé de prévoir dans la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999 (« Loi Electricité ») l'instauration d'un tel CRM et a développé un avant-projet de loi – qui était disponible au moment de la rédaction du document soumis à consultation publique par Elia – attribuant de nouvelles tâches au gestionnaire de réseau de transport. Dans sa lettre de 29 juin 2018 (cf. Annexe V), la Ministre de l'Energie demande à Elia « de continuer à entreprendre les actions nécessaires et prévoir les moyens nécessaires afin de préparer l'instauration éventuelle du CRM en Belgique dans les délais prévus ». Compte tenu de ces éléments et de la loi qui a finalement été adoptée le 4 avril 2019, Elia se prépare à la mise en place d'un CRM. Elia a inclus les coûts liés à cette nouvelle initiative dans l'Obligation de Service Public (OSP) de la réserve stratégique pour 2019. Dans la présente Proposition tarifaire, des estimations de coûts sont reprises pour l'année 2020. En ce qui concerne la norme énergétique, il ne revient pas à Elia d'apprécier l'opportunité de telles mesures. Cela doit être décidé au niveau politique. Elia ne peut pas tenir compte par anticipation de tâches qui ne lui auraient été spécifiquement assignées par la réglementation. Enfin, à la connaissance d'Elia, aucune autorité publique n'a approuvé une quelconque norme de droit ni avant-projet qui mettrait en place un mécanisme de norme énergétique, pouvant impacter la manière dont la Proposition tarifaire est préparée.

En ce qui concerne la remarque de BOP, le mécanisme d'ajustement des tarifs a été défini dans l'accord entre la CREG et Elia du 6 février 2018 concernant les procédures d'approbation d'une méthodologie tarifaire, de propositions tarifaires et de modifications des tarifs et des surcharges. Celui-ci peut être consulté sur le site de la CREG. Quant à la demande d'augmenter la transparence du processus d'adaptation de la Proposition tarifaire, l'article 12 § 8, 10° de la loi électricité prévoit que la CREG « publie sur son site Internet, de manière transparente, l'état de la procédure d'adoption des propositions tarifaires ainsi que, le cas échéant, les propositions tarifaires déposées par le gestionnaire de réseau ».

3 Réactions reçues concernant le chapitre « Évolution des coûts, recettes, rémunération et volumes »

3.1 Coûts

3.1.1 Remarques générales

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC souhaite une clarification quant au périmètre des activités régulées par rapport aux activités non régulées et de l'impact potentiel des premières sur les secondes car une asymétrie décisionnelle existe actuellement dans la structure du groupe Elia. Selon FEBELIEC, il est important d'éviter les subventions croisées entre les activités régulées et non régulées d'Elia, tout en veillant également à ce que les utilisateurs du réseau belge ne soient pas exposés aux risques résultant de ces activités non régulées.

Point de vue d'Elia :

La surveillance d'une scission adéquate entre activités régulées et activités non régulées est assurée par la CREG, notamment aux travers des critères de raisonnable que la CREG a établis en la matière. En tout état de cause, Elia se doit de respecter le cadre réglementaire en vigueur au risque de voir la CREG empêcher la couverture de certains coûts par les activités régulées. In fine, les tarifs de transports ne peuvent pas supporter de coûts provenant des activités non régulées (et inversement), pour éviter toute forme de subsidiation croisée.

3.1.2 Concernant le développement du réseau

Résumé des réactions reçues :

Suite aux remarques émises lors d'une consultation précédente¹, FEBEG & ODE et BOP se demandent quel impact a eu la prise en considération de celles-ci sur le budget d'investissement prévu par Elia.

Par ailleurs, BOP aimerait connaître quelles parties du projet MOG justifient une partie de l'investissement de 370 millions € / an lors de la période 2020-2023 sachant que la

¹ FEBEG & ODE et BOP en Décembre 2018 sur le « Plan de développement fédéral du réseau de transport (de 110kV à 380kV) sur la période 2020-2030 »

majorité des projets d'investissements de la période 2016-2019 sont en grande partie achevés.

Point de vue d'Elia :

Le cout total des investissements reflété dans la Proposition tarifaire inclut des projets sur tous les niveaux de tension. Un sous-ensemble de ces projets, à savoir ceux dont la tension est comprise entre 110 kV et 380 kV, est en effet décrit dans le Plan de développement fédéral. Compte tenu de l'horizon temporel de la Proposition tarifaire, seuls les projets d'investissement prévoyant des dépenses en capital prévues entre 2020 et 2023 ont une incidence sur la Proposition tarifaire. La plupart de ces projets avaient déjà été approuvés dans le précédent Plan de développement fédéral 2020-2025.

Tous les commentaires et suggestions formulés par les parties prenantes lors de la consultation publique du Plan fédéral de développement ont été analysés et pris en considération. Les modifications intégrées n'ont toutefois pas d'incidence significative sur les couts d'investissements pour la période 2020-2023 comme le prévoit la Proposition tarifaire.

Concernant la part du MOG dans les investissements 2020-2023, celle-ci est limitée à un montant prévisionnel d'investissement en 2020 lié aux derniers versements contractuels et au dernier règlement, après livraison de tous les produits livrables convenus par contrat.

3.1.3 Concernant les services auxiliaires

Résumé des réactions reçues :

Tout d'abord, FEBEG & Ode sont favorables aux évolutions observées sur le marché des services auxiliaires. Cependant, suite aux remarques émises lors d'une consultation publique précédente², FEPEG & ODE considèrent que certaines des propositions d'Elia relatives au design du aFRR risquent de réduire la liquidité sur le marché des services auxiliaires.

En outre, FEBELIEC n'est pas d'accord quant à l'approche proposée par Elia pour la détermination des prix de réservation des services auxiliaires. Prendre comme référence la situation particulière de cet hiver (2018) pour estimer les futurs prix de réservations pour la période 2020-2023 mènerait à une surestimation substantielle des couts de réservation à supporter par Elia.

² FEBEG en Septembre 2018 sur « Proposal for the exemption from the obligation to procure upward and downward balancing capacity for aFRR separately»

Lampiris considère que le prix plafond pour les offres de réglage à la hausse de la réserve tertiaire sur le segment de marché du déséquilibre ("Tarif maximum de déséquilibre") a une influence significative sur les prix de réservation des produits mFRR et que ce facteur n'a pas été pris en compte par Elia dans l'estimation de ses coûts de réservations. Par conséquent, Lampiris souhaiterait une diminution de l'actuel Tarif maximum de déséquilibre de 13.500€/MWh à un niveau de 10.500€/MWh.

Concernant l'augmentation des coûts non-gérables des services auxiliaires, FEBELIEC ne comprend pas l'analyse d'Elia. Du fait que tous les coûts liés à l'activation de services auxiliaires sont refacturés aux responsables d'équilibre, FEBELIEC ne comprend pas que l'augmentation des besoins en volumes d'énergie amène une augmentation des coûts pour Elia. En tout état de cause, si une telle augmentation devait exister, elle devrait être imputée aux responsables d'équilibre et non par le biais des tarifs d'accès.

Pour la gestion de la congestion, FEBEG & ODE et FEBELIEC souhaiteraient une argumentation plus développée sur l'augmentation de ces coûts. De plus, pour les coûts liés au MVAR et au black start, FEBEG & ODE et FEBELIEC aimeraient une clarification sur l'impact des nouveaux designs sur l'évolution des coûts.

Point de vue d'Elia :

Concernant les préoccupations liées au design des réserves aFRR, l'argumentation d'Elia (pouvant servir à mettre en œuvre les nouvelles exigences des lignes directrices européennes) est détaillée dans les notes de design et les rapports de consultation correspondants.

Quant à l'approche de prendre comme référence la situation particulière de l'hiver écoulé, Elia partage l'avis exprimé par FEBELIEC dans le sens où la probabilité qu'une situation aussi exceptionnelle (indisponibilité d'une majorité d'unités nucléaires, notamment) puisse se représenter au cours de la période 2020-2023 est peu probable. Toutefois, Elia doit observer que la disponibilité de ce parc est régulièrement affectée ces dernières années pour des périodes relativement longues. In fine, la question du choix du scénario de référence se pose pour l'évaluation de l'évolution des coûts de réservation à attendre. Elia considère que, d'une part, il est raisonnable de prendre en compte un scénario basé sur une indisponibilité nucléaire belge ajustée, comme détaillé au point 3.3.1, et d'autre part de tenir compte de cet élément dans son évaluation des coûts de réservation des services auxiliaires de la période 2020-2023 vu l'influence mutuelle observée entre la disponibilité du parc de production nucléaire belge et le niveau de coûts de réservation, notamment pour les produits aFRR et mFRR. Par souci de clarté, Elia précise que l'hypothèse prise en compte au niveau du scénario basé sur une indisponibilité nucléaire belge ajustée, se limite à l'indisponibilité de 1 GW nucléaire et de ce fait, diffère donc fortement de la situation vécue lors de la période hivernale de fin 2018.

En ce qui concerne la diminution du tarif maximum de déséquilibre, Elia invite Lampiris à porter ce point à l'agenda des Balancing Taskforces, appropriées pour discuter ce

sujet.

Quant à l'augmentation des coûts non-gérables des services auxiliaires, Elia présente ci-dessous une explication plus complète.

Le contenu de la remarque de FEBELIEC est correct, et va dans le même sens que l'explication ci-dessous. D'une part, Elia attend une augmentation des coûts nécessaires au maintien de l'équilibre sur le réseau. D'autre part, Elia attend également une augmentation du revenu de déséquilibre provenant de la facturation de la compensation du déséquilibre aux responsables d'équilibres. Il est correct d'établir un lien de cause à effet entre la première attente, l'augmentation des coûts de balancing, et la seconde, l'augmentation des revenus de déséquilibre. Il est important de signaler que le contenu du paragraphe 3.1.2.2 de la consultation ne fournit d'explication que sur la première attente: l'augmentation des coûts de balancing. Elia espère que l'explication ci-dessus apporte le complément d'information nécessaire au texte de la consultation.

Concernant les coûts de réservation Black-Start, Elia s'attend à ce que ces coûts restent stables, à un niveau similaire à l'actuel. Quant aux coûts d'activation MVAR, Elia s'attend à une légère diminution, malgré l'augmentation du besoin de réglage de tension. Cette baisse de coûts d'activation MVAR est le résultat des investissements prévus dans des équipements destinés à la gestion du niveau de tension dans le réseau (batteries de condensateurs, réacteurs shunt, etc.). Par ailleurs, Elia s'attend à ce que le nouveau design MVAR permette de maintenir à un niveau stable les coûts d'activation MVAR.

Concernant les coûts de gestion des congestions, Elia s'attend à une exploitation du réseau plus proche des limites, offrant de nouveaux défis en matière de gestion des congestions. Par conséquent, Elia s'attend à une augmentation des coûts de gestion des congestions. Les raisons principales sont, de manière non-exhaustive, l'augmentation des capacités d'import et de la capacité installée de la production décentralisée, l'importante capacité installée des éoliennes Offshore (forte concentration géographique) qui est désormais supérieure à 2.000 MW, les conséquences du mécanisme de couplage de marché « flow-based » et le Clean Energy Package, notamment compte tenu des marges minimum (MinRAM) implémentées dans le cadre du couplage des marchés « flow-based ». Elia cherche en premier lieu une solution topologique la plus économique possible pour lever les congestions et prévoit des investissements et/ou renforcements afin d'éviter les congestions structurelles.

3.1.4 Concernant la digitalisation

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC ne s'oppose pas à ce qu'Elia investisse dans l'IT afin de s'acquitter de ses obligations légales et de ses tâches essentielles. Néanmoins, concernant les coûts liés

à la digitalisation, FEBELIEC ainsi que FEBEG & ODE se demandent dans quelle mesure il est nécessaire pour Elia d'investir dans des projets tel que « Internet of Energy » et si ceux-ci rentrent dans le champ des tâches fondamentales d'un gestionnaire de réseau de transport.

De plus, l'infrastructure informatique étant au moins partiellement partagée avec 50Hertz, FEBELIEC se demande comment se fera la scission des coûts avec les activités non régulées.

Point de vue d'Elia :

Elia apprécie que FEBELIEC reconnaisse la nécessité pour Elia de développer une infrastructure IT adéquate pour répondre à ses différentes missions légales.

Le développement de la digitalisation, et les opportunités que ce développement induit, font l'objet d'une attention particulière par Elia. En effet, ces développements sont de nature à apporter des améliorations à la manière dont Elia exerce ses différentes missions : gestion d'asset, gestion de système, facilitation de marché.

Ainsi, Elia tente d'exploiter le potentiel offert par ces développements dans l'intérêt des utilisateurs de réseau et de la collectivité. Elia a développé une approche réfléchie et coordonnée des développements à entreprendre. Dans le segment de la facilitation de marché, le projet Internet of Energy contient par exemple en lui-même des mécanismes permettant de limiter le nombre de projets analysés à ceux qui sont les plus prometteurs (clusterisation des projets, avis de l'Expert board sur les projets à poursuivre (représentants du corps académique et des régulateurs), décision par le programme board attentif aux ressources).

Enfin, Elia croit utile de rappeler ici que la recherche et développement et l'innovation font partie intégrante des tâches du gestionnaire de réseau, dans les différents segments de ses activités. La régulation l'y encourage d'ailleurs, pour autant que les projets étudiés s'inscrivent dans ces missions et soient raisonnables.

Pour ce qui a trait des coopérations avec 50Hertz, les tâches réalisées pour le compte des deux gestionnaires de réseau font l'objet de partage de coûts selon des mécanismes et modalités déterminés par la régulation.

3.2 Recettes

3.2.1 Concernant les ventes internationales (rentes de congestion)

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC voudrait se référer à sa remarque sur la disponibilité nucléaire. Si Elia estime que la disponibilité du nucléaire en Belgique sera inférieure à la moyenne des dernières années, les volumes d'importation et, probablement, les rentes de congestion devraient augmenter. FEBELIEC se demande donc pourquoi Elia considère que ces recettes vont diminuer.

Point de vue d'Elia :

Elia se réfère à la section 3.3.1 pour plus d'information sur les hypothèses liées au parc de production nucléaire en Belgique et notamment à l'indisponibilité supplémentaire 1 GW prise en compte sur toute la période étudiée (en plus de la disponibilité dite « normale »). Comme expliqué dans la section 3.3.1, l'hypothèse d'Elia pour la période 2020-2023 est que la disponibilité nucléaire sera, en générale, meilleure qu'au cours de la période 2016-2018. Par conséquent, Elia ne s'attend pas à ce que les rentes de congestions soient amenées à augmenter au cours de la période 2020-2023 par rapport à la période 2016-2018.

De plus, sur l'horizon étudié, Elia estime que les rentes de congestions sont amenées à décroître jusque fin 2022 pour ensuite augmenter avec la sortie des premières unités nucléaire (conformément à la loi). Cette décroissance jusque 2022 s'explique principalement par un niveau d'importation belge relativement stable et une augmentation de la convergence des prix attendue avec les pays voisins.

3.2.2 Concernant les soldes réglementaires

Résumé des réactions reçues :

Au cours de la période 2015-2018, Elia a accumulé des soldes réglementaires excédentaires. Bien que pour 2018, l'excédent ne soit pas encore approuvé, l'excédent global de la période est estimé à environ 400 millions d'euros. FEBEG & ODE, FEBELIEC et Lampiris estiment qu'Elia ne clarifie pas suffisamment quel sera le transfert des soldes réglementaires vers les tarifs futurs pour cette nouvelle période tarifaire. De plus, ils considèrent que les tarifs et la méthodologie tarifaire ne doivent pas permettre à Elia d'accumuler des excédents structurellement massifs et ainsi, impacter les positions de trésorerie des utilisateurs du réseau pour la période tarifaire en cours en ne restituant les excédents qu'au cours de la prochaine période tarifaire.

Point de vue d'Elia :

Conformément aux dispositions de la méthodologie tarifaire pour la période 2020-2023, la totalité de l'excédent global issu des années 2015 à 2018 sera restitué aux tarifs durant la période 2020-2023. Le rythme de restitution est envisagé de manière à contribuer à un lissage et une évolution régulière du niveau général des tarifs durant la période 2020-2023, et ce en dépit des fluctuations prévisionnelles au niveau des charges à couvrir et des autres événements susceptibles d'affecter les volumes de ventes. La démarche vise également à faire bénéficier l'ensemble des utilisateurs du réseau, en cherchant simultanément à atténuer les évolutions de coûts résultant des programmes d'investissement passés.

En ce qui concerne le calendrier de traitement des soldes tarifaires, ce dernier est intimement lié à l'adoption de tarifs fixes pour une période de quatre ans, dans l'objectif de fournir prévisibilité et continuité aux utilisateurs du réseau.

3.3 Volumes

3.3.1 Concernant les hypothèses liées aux productions par les unités thermiques

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC s'étonne qu'Elia prenne en compte la fermeture de plusieurs centrales au gaz, quand bien même on observe le retour de plusieurs unités sur le marché et Elia prévoit un besoin de capacité supplémentaire dans un avenir proche. De plus, FEBELIEC observe qu'aucune nouvelle centrale de cogénération n'est prise en compte.

Par ailleurs, FEBELIEC est également surprise de voir qu'Elia développe sa Proposition tarifaire avec l'indisponibilité supplémentaire d'une production nucléaire de 1GW et ne voit pas pourquoi une situation exceptionnelle est désormais considérée comme le nouveau cas de référence.

Point de vue d'Elia :

Les hypothèses d'Elia pour les unités thermiques sont basées sur les informations les plus récentes utilisées au moment de l'établissement des projections budgétaires concernant les nouvelles installations et le retour / fermeture des installations existantes.

En ce qui concerne la disponibilité des unités nucléaires belges, Elia a utilisé les données historiques les plus récentes, concernant la période 2007-2019, disponibles sur la plate-forme de transparence ENTSO-E pour le taux d'interruption forcée des centrales nucléaires belges. Pour ce qui est de la maintenance planifiée de ces unités, Elia prend en compte les dernières informations publiques publiées sur REMIT. En outre, Elia a constaté, au cours de la période 2016-2018, une augmentation significative de l'indisponibilité des unités nucléaires (celle-ci est notamment mesurée par des taux d'interruption forcée et de maintenance planifiée) par rapport aux valeurs moyennes observées historiquement depuis 2007. Compte tenu de ces observations, les hypothèses de taux d'interruption forcée et de maintenance planifiée pour la période 2020-2023 sont établies en ajoutant aux moyennes des valeurs historiques depuis 2007 un facteur correctif, afin de refléter l'évolution récente observée au cours de la période 2016-2018. C'est ce facteur correctif qui est appelé « indisponibilité nucléaire d'1GW ». Il est important de signaler que, malgré la prise en compte d'un tel facteur correctif, la disponibilité nucléaire prise en compte pour la période 2020-2023 est nettement meilleure que celle observée au cours de la période 2016-2018.

3.3.2 Concernant les hypothèses liées au stockage de l'électricité

Résumé des réactions reçues :

Plusieurs répondants ont émis des remarques quant aux hypothèses liées au volume

de stockage pour la période tarifaire 2020-2023.

La première remarque, de Parkwind, porte sur la nécessité d'étendre l'exonération des tarifs de transport pour les projets « Power-to-gas » afin de stimuler les grands projets de production d'hydrogène à partir de l'énergie renouvelable.

Ensuite, BOP se demande pourquoi Elia prend en compte une augmentation de 7,5% de la capacité installée de stockage d'électricité et une exemption de 80% des tarifs de transport qui en découle si aucun grand projet de stockage n'est prévu pour cette période tarifaire.

Enfin, FEBELIEC voudrait obtenir plus d'information sur l'impact de l'extension des installations de stockage d'électricité sur l'ensemble du système, par exemple, sur le coût de balancing.

Point de vue d'Elia :

Concernant l'exonération des projets « power-to-gas », il n'appartient pas à Elia d'apprécier l'opportunité de telles mesures ou traitements spécifiques pour une technologie donnée. Ce genre de décision relève du niveau politique.

Par l'affirmation suivante « aucun nouveau projet majeur de stockage n'est prévu pour la période tarifaire 2020-2023 », Elia ne fait pas référence aux installations de stockage déjà existantes, mais aux potentielles nouvelles installations de stockage en Belgique.

Quant à l'impact de l'extension des installations de stockage d'électricité sur les coûts de balancing, Elia ne s'attend pas à un impact réel, ni positif ni négatif compte tenu du fait que les centrales hydroélectriques se situent "au milieu" du marché. Autrement dit, elles ne sont ni particulièrement bon marché, ni spécialement plus chères.

3.3.3 Concernant les hypothèses liées aux volumes d'énergie prélevée

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC souhaite se référer à ses commentaires sur une consultation publique précédente³. Effectivement, Elia considère à nouveau une augmentation moyenne de 0,59% par an de la demande totale d'électricité belge, alors même que cette hausse n'a pas été observée par le passé. Ainsi, FEBELIEC ne comprend pas pourquoi Elia considère pour toutes ses études une perspective macroéconomique qui, avec du recul, ne s'est pas révélée être le meilleur prédicteur et continue d'appliquer ces pourcentages sans justification réelle supplémentaire.

³ FEBELIEC en Janvier 2019 sur la « Consultation publique sur les données utilisées pour l'étude d'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique Belge »

De plus, FEBELIEC souhaiterait une clarification quant à l'affirmation suivante d'Elia, « Les capacités sur les interconnexions internationales combinées aux conditions de marché favorables à l'exportation favorisent une légère augmentation de l'injection nette ». Effectivement, cela n'est pas clair pour FEBELIEC comment la Belgique pourrait augmenter ses injections ainsi que ses exportations d'énergie en cas d'indisponibilité additionnelle de nucléaire.

Point de vue d'Elia :

Les projections utilisées pour les simulations de marché à court terme (de Y+1 à Y+3) sont basées sur les données d'IHS Markit telles que proposées dans l'étude de la réserve stratégique. Les chiffres de croissance attendus d'IHS Markit peuvent s'expliquer par les éléments suivants :

- Le modèle de prévision de la croissance de la demande d'IHS Markit prend en compte 5 secteurs (industrie, commerce, résidentiel, transport, agriculture), chacun étant modélisé individuellement ;
- Pour la Belgique, les secteurs 'industriel' et 'commercial' sont de loin les principaux moteurs de la demande supplémentaire d'énergie dans les années à venir, représentant ensemble près de 100% de la croissance nette certaines années ;
- La demande industrielle est stimulée par des perspectives économiques positives et stables. La croissance industrielle devrait supplanter les économies d'énergie entre 2018 et 2023. En outre, l'électrification de certains processus industriels pourrait également jouer un rôle dans la croissance de la demande ;
- Dans le secteur commercial, les perspectives économiques favorables alimentent à nouveau la demande en électricité dans les années à venir.

En ce qui concerne les tendances observées en termes de consommation totale d'électricité en Belgique, Elia souhaite également mettre en évidence une augmentation de cette consommation pour 2018 par rapport aux années précédentes.

Par ailleurs, l'évolution de la demande totale d'électricité en Belgique ne peut être directement comparée à l'évolution des prélèvements nets sur le réseau Elia. L'évolution de la production locale / décentralisée influence également le prélèvement net sur le réseau Elia. Ces deux effets ont été pris en compte dans les calculs.

Concernant l'estimation des injections nettes, Elia confirme que les capacités des interconnexions internationales et la disponibilité de la capacité nucléaire (y compris « l'indisponibilité supplémentaire » de 1 GW) sont toutes deux prises en compte dans le calcul des volumes Elia. Elia présente ci-dessous plus de détails afin de clarifier l'évolution des estimations d'injection nette.

Entre 2016-18 et 2021, Elia estime que l'injection nette augmentera pour 3 raisons :

- une augmentation de la production nucléaire selon les hypothèses sur la disponibilité nucléaire, décrite au point 3.3.1;
- une augmentation de la production d'énergie renouvelable;

- une augmentation de l'utilisation des unités de production thermique due à l'augmentation des limites de capacité d'exportation et des bonnes conditions de marché.

A partir de 2022, Elia estime qu'en raison de la sortie du nucléaire, l'injection nette diminuera légèrement en 2022 et de manière plus significative en 2023.

3.4 Concernant les conclusions générales

Résumé des réactions reçues :

FEBEG & ODE, FEBELIEC et Lampiris demandent à Elia de fournir plus de détails (valeurs, tarifs, données pertinentes) concernant les éléments déterminants des couts afin d'évaluer que l'augmentation du chiffre d'affaire de 2% à 4% reflète bien les couts d'Elia et que celle-ci soit justifiée.

Point de vue d'Elia :

L'absence de détails, de valeurs chiffrées ou de fourchette de tarifs s'explique par le fait que la consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire et non sur le montant des tarifs eux-mêmes, et ce conformément à l'accord sur la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modifications des tarifs. Ces derniers seront soumis à l'approbation de la CREG dans le cadre de la soumission de la Proposition tarifaire d'Elia. Le processus tarifaire ne prévoit pas de consulter les acteurs de marché concernés sur les montants des tarifs proprement dits.

4 Réactions concernant le chapitre « principes généraux d'allocation des couts et des tarifs »

4.1 Allocation entre injection et prélèvement

Résumé des réactions reçues :

Concernant le tarif d'injection, FEBEG & ODE soulève le point que tout tarif d'injection, quel qu'il soit, crée des composantes de cout qui diminue la compétitivité des installations de production d'énergie belges par rapport aux pays voisins en raison du « merit order ». De plus, un tarif d'injection basé sur l'énergie décourage les nouveaux investissements, tandis qu'un tarif d'injection basé sur la puissance a comme conséquence d'augmenter les couts fixes d'une centrale électrique.

En outre, selon FEBEG & ODE, la méthodologie du benchmark utilisé pour définir les tarifs d'injection ne sont pas conformes à la Loi de l'électricité. La portée de ce benchmark aurait dû être restreinte aux pays limitrophes de la Belgique et non de l'ensemble des pays considérés comme faisant partie du marché Day-Ahead couplé de la zone NWE.

A l'opposé, FEBELIEC n'est pas du tout convaincue par la détermination du niveau du tarif d'injection pour la période tarifaire 2020-2023 et estime qu'Elia a placé ce niveau trop bas au détriment des consommateurs belges et de leur compétitivité.

Par ailleurs, selon BOP, Elia semble vouloir mettre en œuvre pour le tarif d'injection une combinaison de EUR / kWh et EUR / kVARh et compenser la diminution du premier terme (kWh) par le second (kVARh). Or, BOP est d'avis que cela va engendrer une hausse de la facture pour les producteurs ou que cela va créer de l'incertitude.

Point de vue d'Elia :

Dans l'étude de benchmark sur les tarifs d'injection, jointe en annexe de la consultation publique et effectuée par Deloitte, une section a été dédiée à l'analyse des déterminants des décisions de dispatch et de la compétitivité des centrales belges à court terme. Dans cette section, Deloitte vient à la conclusion que le tarif d'injection comme proposée par Elia a un impact négligeable sur la compétitive des centrales belges à court terme. En complément, Deloitte statue qu'un tarif d'injection raisonnable, dont le niveau est inférieur à l'incertitude sur d'autres paramètres fondamentaux comme, entre autres, le prix des matières premières, les quotas d'émissions CO2 ou encore son prix, ne devrait pas affecter les stratégies décisionnelles des acteurs de marché quant à l'investissement ou la fermeture des centrales et leur localisation.

En ce qui concerne la portée du benchmark, Elia justifie sa portée sur base des arguments suivants :

- la région NWE se situe au centre du processus d'intégration du marché que l'on observe depuis de nombreuses années déjà. Les marchés de ces pays sont de plus en plus interconnectés.
- dans ce périmètre, l'intégration se voit renforcée par des investissements supplémentaires dans la capacité d'interconnexion entre les pays concernés.
- il est peu probable que la concurrence entre des unités de production belges et des unités de production implantées dans des pays plus éloignés (sur un plan géographique mais aussi en termes de réseau électrique), situés hors du périmètre considéré, compromette gravement la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.
- le choix de ce périmètre permet également d'assurer la continuité avec le benchmark réalisé pour les périodes réglementaire 2012-2015 et 2016-2019.

En ce qui concerne le point de FEBELIEC, Elia rappelle qu'elle maintient le principe d'un partage 50%-50% des coûts liés à la réservation des services auxiliaires et black start. Ainsi elle continue dans une application d'un tarif d'injection sur les mêmes principes que ceux utilisés dans les dossiers tarifaires précédentes.

Par rapport à la remarque de BOP, Elia tient à clarifier que le tarif d'injection est exprimé en Euro par MWh. Le tarif pour les réactifs complémentaires (exprimé en Euro par kVAr) est de toute autre nature. Ce tarif n'est que d'application pour autant que l'utilisateur du réseau sort d'une zone de fonctionnement prédéterminé ; l'utilisateur est donc stimulé à opérer au sein de cette zone.

4.2 Tarifs de raccordement

4.2.1 Concernant le tarif pour étude de modernisation substantielle

Résumé des réactions reçues :

FEBEG & ODE se demandent pour quelle raison le tarif de l'étude de modernisation substantielle serait plus coûteux que celui de l'étude détaillée et souhaiterait donc plus de précision quant aux coûts supplémentaires et / ou la charge de travail que ce type d'étude générerait auprès d'Elia.

Selon FEBEG & ODE et FEBELIEC, le nouveau code de réseau fédéral doit encore être finalisé et, par conséquent, la décision de la CREG concernant ces études de modernisation substantielle devrait amener de la transparence quant au processus lié à ce type d'étude et au tarif qu'il implique.

De plus, FEBELIEC note également qu'Elia propose un tarif réduit en cas de « modification mineure » de la travée de raccordement, mais ne comprend pas pourquoi une modification mineure devrait conduire à une étude de modernisation substantielle.

Par ailleurs, Fluvius et Sibegla souhaiteraient la confirmation que ce type de tarif s'applique uniquement aux utilisateurs du réseau Elia et non aux gestionnaires de réseau de distribution.

Point de vue d'Elia :

Une étude de modernisation substantielle est une étude additionnelle à l'étude de détails. Cela signifie qu'en plus des questions techniques auxquelles répond l'étude de détail, Elia doit formuler un avis concernant la modernisation. Avant de pouvoir formuler cet avis, Elia doit savoir s'il s'agit d'une modernisation complète, partielle ou ad-hoc. Une fois ceci connu, Elia doit préciser en fonction de chaque besoin ce qui doit être adapté et pourquoi il est nécessaire de le faire. Cet avis doit ensuite être envoyé à la CREG. Autrement dit, en plus de répondre aux exigences d'une étude de détails, l'étude de modernisation substantielle doit répondre à des questions supplémentaires et représente un processus plus élaboré. Ceci explique pourquoi le tarif pour l'étude de détail et l'étude de modernisation représente au total 150% du tarif de l'étude de détail seule. A noter que si la demande implique une modification mineure des installations de raccordement physique et que seule une étude de modernisation doit être réalisée (comprenant également l'envoi à l'autorité compétente), Elia précise qu'elle ne facturera que 75% du tarif pour une étude détaillée seule portant sur la travée de raccordement.

Concernant les études de modernisation substantielle en cas de modifications mineurs, Elia considère qu'il est possible que des modifications mineures mènent à une étude de modernisation substantielle. Au cas où un utilisateur de réseau souhaite remplacer ou améliorer une travée de raccordement et que ces travaux n'ont aucun impact sur le réseau d'Elia, Elia peut considérer que ceux-ci ne nécessitent pas d'étude de détail. Néanmoins, cela n'empêche pas le fait qu'il soit possible que ces modifications mineures nécessitent d'être modernisées.

Par exemple, un utilisateur de réseau a pour l'instant un prélèvement de 4 MW. Il souhaite une augmentation du prélèvement à 10 MW. Le réseau Elia, les câbles d'alimentation et les protections n'ont pas besoin d'être adaptés (modification mineure). Cependant, vu que les investissements entraînent une augmentation de la demande de + 100%, il est possible qu'Elia demande de réaliser des investissements supplémentaires afin d'être en conformité avec la nouvelle réglementation (modernisation).

Elia confirme que les tarifs pour les études de modernisation substantielle ne concernent pas les gestionnaires de réseau de distribution.

4.2.2 Concernant les tarifs pour utilisation d'une première travée de raccordement partiel

Résumé des réactions reçues :

Pour FEBELIEC, il semble que la somme de tous les coefficients applicables conduise à un facteur supérieur à 100% et donc à un coût supérieur à celui d'une première travée de raccordement complète.

Par ailleurs, Fluvius et Sibegla souhaiteraient savoir dans quelle mesure ces

coefficients s'appliquent également au tarif de raccordement des gestionnaires de réseau de distribution.

Point de vue d'Elia :

Les coefficients indiquent la relation entre les coûts d'Elia pour ces travées partielles par rapport aux travées entières. A cet égard, il est possible que la somme de l'ensemble des coefficients d'une travée partielle soient supérieurs aux coûts d'une travée entière ceci en raison que certains coûts sont fixes indépendamment du nombre d'éléments présents dans une travée (et ceci tant pour la mise à disposition que la gestion des équipements).

Elia confirme que ces coefficients ne s'appliquent pas aux gestionnaires de réseau de distribution.

4.2.3 Concernant le tarif de raccordement Offshore

Résumé des réactions reçues :

Tout d'abord, BOP et FEBEG & ODE réclament plus d'information quant à la particularité des installations Offshore qui ont été prises en considération pour différencier les tarifs de raccordement Offshore et Onshore.

BOP aimerait également la confirmation qu'Elia n'a pas l'intention d'imputer des coûts Opex plus importants au tarif de raccordement Offshore.

FEBEG & ODE se demandent si seulement les coûts CAPEX sont pris en compte dans la différenciation de tarifs entre les raccordements Onshore et raccordements Offshore. De plus, FEBEG & ODE se demandent également comment les coûts d'infrastructure seront répartis entre les utilisateurs actuels, nouveaux et futurs du réseau connecté à l'infrastructure Offshore.

Point de vue d'Elia :

Elia rappelle qu'elle estime qu'une partie des plateformes qu'elle gèrera servira spécifiquement aux raccordements des parcs éoliens raccordés au MOG, et que donc les coûts correspondants doivent être alloués au tarif de raccordement. Les coûts à prendre en compte porteront essentiellement sur des coûts d'infrastructure propre à la partie des raccordements sur ces plateformes. Il s'agira de coûts identifiable et allouable aux raccordements.

En ce qui concerne la remarque de BOP, FEBEG et ODE, Elia précise qu'une même approche telle que proposé pour les coûts liés à la mise à disposition sera suivi afin de déterminer les coûts liés à la gestion des installations de raccordement. Elia ne peut donc confirmer que les tarifs pour la gestion resteront identiques à ceux d'application pour les travées Onshore.

Les tarifs Offshores seront établis de manière uniforme et non-discriminatoire. Elia est d'avis, en ce qui concerne l'utilisation et la gestion des travées de raccordement

Offshore, de maintenir ces principes d'uniformité et de non-discrimination entre utilisateurs de réseau raccordés Offshore et donc d'appliquer ce tarif tant pour les nouveaux que les futurs.

4.2.4 Concernant l'adaptation de la politique de maintenance pour les utilisateurs de réseau directement raccordés au réseau d'Elia et l'impact sur la redevance pour la gestion des équipements de raccordement

Résumé des réactions reçues :

BOP apprécie l'adaptation apportée à la politique de maintenance à l'encontre des utilisateurs de réseau directement raccordés au réseau d'Elia. Néanmoins, BOP souhaiterait recevoir plus de détails sur l'impact de ce changement sur leurs points de raccordement.

Selon FEBELIEC, cette nouvelle politique basée sur l'état des actifs plutôt que leur âge rendra les prévisions des utilisateurs du réseau plus difficile, et donc l'évaluation de l'impact budgétaire et des coûts. FEBELIEC demande donc à Elia de communiquer de manière transparente et proactive l'impact potentiel de cette adaptation pour les utilisateurs du réseau.

Point de vue d'Elia :

La proposition d'Elia est d'utiliser les politiques de maintenance déjà appliquées à ses propres installations. Dès lors, la fréquence d'entretien ne sera plus fixe mais variera en fonction de la condition et la technologie de l'installation. Certaines installations seront plus entretenues que par le passé, tandis que d'autres le seront moins. Toutefois, cette approche représente globalement une légère diminution de la fréquence d'entretien tout en couvrant mieux les risques.

Par conséquent, Elia s'attend à ce que les coûts de maintenance pour certains types d'installation diminuent.

Elia présentera plus en détail les changements impliqués par cette nouvelle politique de maintenance, tant sur le point de la redevance pour la gestion des équipements de raccordement que sur le processus organisationnel (planning, transparence, ...) lors d'une session ultérieure dans le cadre de la révision des contrats de raccordements. Ainsi l'impact direct sera plus clair pour les utilisateurs du réseau.

4.3 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau

4.3.1 Concernant la clé de répartition entre tarif pour pointe mensuelle, pointe annuelle et puissance à mise disposition

Résumé des réactions reçues :

En l'absence de modification du régime tarifaire favorisant le développement du stockage d'électricité en Belgique, Lampiris préconise Elia d'être plus ambitieux en ce qui concerne la proposition d'allouer davantage de couts au calcul de la pointe annuelle.

Point de vue d'Elia :

Elia souhaite dans un premier temps observer l'impact du changement de clé de répartition avant d'allouer une part encore plus importante à la pointe annuelle.

4.3.2 Concernant les tarifs de pointe annuelle et mensuelle pour le prélèvement

Résumé des réactions reçues :

Plusieurs répondants (BOP, FEBEG & ODE, FEBELIEC & Lampiris) ont fait remarquer que, dans le document de la consultation publique, il n'est pas mentionné que la détermination de la pointe annuelle s'applique sur la 11^{ème} pointe mesurée du mois. De plus, les mêmes répondants ont également pointé le fait que l'exception des jours fériés dans la période tarifaire de pointe annuelle n'est plus mentionnée. Dès lors, ces parties demandent la confirmation auprès d'Elia que ces deux règles seront toujours d'application pour la période tarifaire 2020-2023.

En outre, FEBEG & ODE proposent que les valeurs de pointe supérieures à 4 fois la puissance moyenne pendant la période de pointe annuelle ne soient pas prises en compte pour la pointe annuelle, avec une limitation aux 4 pointes les plus élevés.

Par ailleurs, Ores demande que les dispositions concernant les corrections des activations de puissance non-réservée (mFRR) sur la détermination de la pointe annuelle et mensuelle, soient étendues à l'ensemble de la flexibilité d'équilibrage (FCR, aFRR) qui pourrait avoir une influence sur les pointes.

Point de vue d'Elia :

Comme déjà d'application pendant les périodes réglementaires précédentes, Elia confirme, pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia et pour les gestionnaires de réseau de distribution en 30/36/70 kV raccordés sur le réseau d'Elia, que, par mois, les dix pointes quart horaires les plus élevées ne seront pas prises en compte pour la détermination de la pointe mensuelle, la pointe annuelle et la pointe pour le calcul du dépassement de la puissance mise à disposition (d'abord effacement des dix pointes quart horaires les plus élevées, ensuite détermination sur base des quart horaires restants de la pointe mensuelle et annuelle et la pointe pour le calcul du dépassement de la puissance mise à disposition). Elia confirme également que les jours fériés ne sont pas couverts par la période tarifaire de pointe annuelle.

Concernant la proposition de FEBEG & ODE à propos de la suppression des pointes quatre fois supérieures à la puissance moyenne, Elia est d'avis que la règle de la 11^{ème}

pointe est suffisante pour exclure les événements exceptionnels du calcul de la pointe annuelle. Dès lors, il n'est pas nécessaire, selon Elia, de rajouter cette nouvelle disposition dans le calcul de la pointe annuelle.

Par rapport à la remarque d'Ores, Elia considère que la flexibilité d'équilibrage FCR et aFRR sont des activations continues de volumes relativement petits et n'ont donc que très peu d'effet matériel sur la mesure des pointes. De plus, ces activations sont effectuées toutes les secondes et leur effet sur la consommation d'énergie par quart d'heure (base tarifaire) ne peut pas être déterminé sans ambiguïté. Par opposition, le mFRR concerne davantage les activations discontinues (par quart d'heure) qui couvrent un volume plus important et peuvent donc avoir un impact significatif sur la pointe d'un point d'accès. Elia tient à préciser que cette correction n'est que d'application au niveau des points d'accès.

4.3.3 Concernant les tarifs pour puissance mise à disposition

Résumé des réactions reçues :

Ores apprécie que la puissance mise à disposition remplace celui de la puissance installée pour les gestionnaires de réseau de distribution. Cependant, Ores préconise qu'une méthodologie commune de détermination de cette puissance mise à disposition pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution soit développée au sein de Synergrid avec approbation par les régulateurs régionaux.

De plus, Ores souhaiterait avoir plus de précision quant au tarif appliqué en cas de dépassement de la puissance mise à disposition.

Par ailleurs, compte tenu du changement dans la clé répartition entre tarif pour pointe mensuelle, pointe annuelle et puissance à mise disposition, Fluvius et Sibelga font part du fait que les gestionnaires de réseau de distribution n'ont aucun moyen à leur disposition pour influencer leur pointe annuelle et par conséquent, leurs coûts par rapport à cette composante risquent fortement d'augmenter. Dès lors, Fluvius et Sibelga estiment qu'il est souhaitable que l'activation de flexibilité soit neutralisée dans le calcul de la puissance mise à disposition.

Point de vue d'Elia :

Elia convient de la pertinence d'établir une méthodologie commune avec les gestionnaires de réseau de distribution pour la détermination de la puissance mise à disposition. Celle-ci sera incluse dans la convention de collaboration conclue entre les gestionnaires de réseau de distribution et Elia.

En cas de dépassement de la puissance mise à disposition en prélèvement, un tarif sera appliqué au dépassement mesuré lors du mois M, pendant une période allant du mois M jusqu'au mois M+11. Ce tarif correspond au tarif pour la puissance mise à disposition en prélèvement majoré de 50%. La référence pour le calcul du dépassement sera la pointe mesurée en kVA du mois. En cas de plusieurs dépassements constatés pendant la période de 12 mois précitée, cette période est

automatiquement prolongée, en prenant comme valeur de référence la pointe (dépassement) la plus élevée des 12 derniers mois calendrier.

Elia informe les gestionnaires de réseau de distribution qu'il n'existe pas d'exonération du dépassement de la puissance mise à disposition lors de l'activation de flexibilité. En effet, ces activations doivent être prises en compte lors de la détermination de la puissance mise à disposition, comme cela est actuellement le cas pour les utilisateurs directement raccordés au réseau Elia. Ceci intervient dans le cadre de l'harmonisation de l'application tarifaire entre gestionnaires de réseau de distribution et utilisateurs directement raccordés au réseau Elia.

4.4 Tarifs de compensation des déséquilibres

4.4.1 Concernant le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès

Résumé des réactions reçues :

Un certain nombre de répondants (BOP, FEBEG & ODE, Lampiris et Statkraft) sont d'avis qu'une modification du paramètre alpha sur base d'une fonction sigmoïde relative au déséquilibre du système n'a pas lieu d'être.

Lampiris souhaite formuler les remarques suivantes concernant le paramètre alpha. Tout d'abord, celui-ci entraînera une grande volatilité des tarifs de déséquilibres que le système soit en déséquilibre positif ou négatif. Ensuite, les pénalités de déséquilibre sont suffisamment contraignantes en Belgique (cf. Prix de déséquilibre à 13.500€/MWh). Enfin, l'introduction d'un paramètre alpha de cette ampleur diminuerait le volume de flexibilité que certains acteurs mettent à disposition du marché.

Selon FEBEG & ODE, les justifications et la transparence d'Elia sont insuffisantes concernant le paramètre alpha. Premièrement, FEBEG & ODE ne comprennent pas en quoi le paramètre alpha aidera Elia à maintenir le niveau actuel du 99^e percentile des déséquilibres historiques du système, si les incitations existantes le permettent actuellement. Deuxièmement, un nouvel incitant quant au prix de déséquilibres (13.500€/MWh) a été introduit il y a trois mois. Par conséquent, Elia n'a qu'une expérience limitée de nouvel incitant. Troisièmement, si Elia souhaite que le changement proposé leur permette de mieux faire face aux déséquilibres substantiels et durables du système, le paramètre alpha devrait s'étendre sur plus que deux quarts d'heure. Selon FEBEG & ODE, le changement du paramètre alpha à ce stade est prématuré. Ils proposent qu'Elia procède d'abord à une évaluation de l'impact des règles d'équilibrage récemment modifiées. FEBEG & ODE souhaiterait également que le paramètre alpha soit égal à 0 pour différentes raisons. En effet, il crée une distorsion au niveau du signal du prix de déséquilibre et au niveau des conditions de concurrence entre pays. Il est également contradictoire aux mesures visant à réduire les pointes de prix.

Ainsi, FEBEG & ODE et Lampiris aimeraient connaître les éléments justifiant les différents facteurs de la formule du prix de déséquilibre.

Par ailleurs, FEBELIEC tient à faire remarquer qu'Elia devrait faire référence à une compensation au lieu d'une rémunération potentielle pour les certificats verts non-produits car aucun certificat ne sera remis en cas de réduction de la production, vu qu'aucune énergie n'aura été produite.

En outre, REstore demande à Elia d'accroître le niveau de fiabilité de ses publications de données concernant les prix de déséquilibre.

Enfin, BOP aimerait savoir quel sera l'impact du nouveau design sur la détermination du paramètre alpha en cas de risque de tempête.

Point de vue d'Elia

Afin de répondre aux différentes remarques concernant le prix de déséquilibre, Elia présente plus en détails ci-dessous les modifications apportées au paramètre alpha.

La modification de la composante alpha est indépendante de l'augmentation du plafond pour le prix du déséquilibre. Même lorsque le plafond était inférieur, le prix du déséquilibre atteignait rarement la valeur maximale. Le prix du déséquilibre peut être plafonné au prix maximum, mais le niveau du prix maximum n'affecte pas la composante alpha. De plus, d'autres modifications dans le design du balancing (activation du merit order) font baisser les prix de déséquilibre.

L'augmentation de la volatilité de la production d'énergies renouvelables accroissent fortement le risque de situations durant lesquelles la zone de contrôle d'Elia connaît des déséquilibres importants et durables. De plus, les niveaux d'alpha basés sur le calcul actuel montrent l'insuffisance des incitants pour un meilleur équilibrage par les BRPs. Par conséquent, sans mesure significative, Elia s'attend à une augmentation des déséquilibres du système. Une augmentation du déséquilibre du système au 99e centile en raison d'un déséquilibrage du BRP peut augmenter la capacité de balancing à acquérir par Elia. Ainsi, modifier le calcul du paramètre alpha contribuera à maintenir le niveau actuel du 99e percentile des déséquilibres historiques du système, tout en limitant l'augmentation significative des achats de réserves à la hausse (mFRR Up) et d'éviter l'achat de réserves à la baisse (mFRR Down).

Les données historiques ont montré que le fait de prendre en compte trop de quarts d'heure dans le calcul de la composante alpha (comme c'est le cas aujourd'hui) conduirait à un alpha qui réagirait trop lentement et ne réaliserait donc pas son objectif d'incitation. Utiliser uniquement le quart d'heure concerné entraînerait des sauts excessifs inutiles dans la composante alpha en cas de déséquilibre du système rapide et élevé. Par conséquent, selon Elia, l'utilisation de deux quarts d'heure dans le calcul servirait au mieux l'objectif du paramètre alpha.

Les coûts de balancing comprennent les coûts d'activation, ainsi que les coûts de réservation de capacité. Par conséquent, le prix du déséquilibre doit également refléter les efforts liés à des réservations de capacité de balancing et de dimensionnement des

réserves efficaces. Puisque la modification du paramètre alpha est influencé par la multiplication d'événements entraînant une augmentation des déséquilibres, cette modification entraîne un prix de déséquilibre plus représentatif des coûts de balancing qu'auparavant.

Actuellement, il existe effectivement des différences fondamentales entre les prix de déséquilibre en Europe (y compris la manière dont le prix du déséquilibre est déterminé et l'utilisation d'un prix unique ou double). Conformément à la directive européenne sur l'équilibrage de l'électricité, tous les gestionnaires de réseau de transport présenteront une proposition d'harmonisation, qui permettra de débattre de la détermination du prix du déséquilibre et de l'impact de la composante alpha qui y figure. Elia se conformera aux règles résultant de ce processus d'harmonisation.

Une justification plus détaillée des composantes du paramètre alpha se trouve ci-dessous:

- La courbe en forme de S sert d'incitation seulement à partir d'un certain déséquilibre du système, mais se limite à une valeur maximale
- $x = 2$ quarts d'heure: L'utilisation seulement du quart d'heure concerné entraînerait des sauts excessifs inutiles dans le paramètre alpha en cas de déséquilibre du système large et rapide. L'utilisation de plus d'un quart d'heure dans le calcul servirait mieux l'objectif du paramètre alpha. Cependant, des données historiques ont montré que le fait de prendre trop de quarts d'heure conduirait à un paramètre alpha qui réagirait trop lentement, ne réalisant donc pas son objectif d'incitation. Par conséquent, le paramètre alpha sera déterminé sur la base de la moyenne du quart d'heure en question et du quart d'heure qui le précède.
- $a = 0 \text{ € / MWh}$: Le paramètre « a » définit la valeur minimale de la courbe en forme de S, c'est-à-dire la valeur de alpha pour un déséquilibre système moyen de 0 MW. Le prix de déséquilibre par défaut (basé sur le MDP ou le MIP) constitue une incitation suffisante pour le BRP en cas de déséquilibre faible du système. Il n'y a donc pas besoin d'incitations supplémentaires données par le paramètre alpha.
- $c = 450 \text{ MW}$: Le paramètre « c » reflète la valeur du déséquilibre du système pour laquelle la courbe indique un point d'inflexion dans l'augmentation du paramètre alpha: à gauche du point du point d'inflexion, l'alpha augmente à un taux croissant, à droite du point d'inflexion l'alpha continue à augmenter mais à un rythme décroissant. Les données historiques montrent que la majorité des déséquilibres de systèmes (en valeurs absolues) reste inférieure à 450 MW. Des déséquilibres de système de plus de 450 MW sont bien moins fréquent. La modification du paramètre alpha vise toujours à cibler le même intervalle de déséquilibres de systèmes afin de maintenir le même niveau de besoins et de moyens en matière de réserves qu'aujourd'hui.
- $d = 65 \text{ MW}$: Le paramètre « d » reflète la pente de la courbe et affecte donc la vitesse à laquelle le paramètre alpha augmentera à mesure que le déséquilibre

du système augmente. Le paramètre alpha sautera à 46% de la valeur maximale (paramètre « b ») en cas d'augmentation du déséquilibre du système de la valeur « c-d » vers « c+d ». Par conséquent, plus le paramètre « d » est petit, plus la courbe est raide. Le paramètre « d » sera fixé à 65 MW. Cela signifie qu'au cas où la moyenne du déséquilibre du système des deux derniers quarts d'heure passerait de 385 MW à 515 MW, la valeur alpha doublerait presque. Une valeur inférieure du paramètre « d » maintiendrait la valeur alpha trop basse pour des déséquilibres système relativement importants. De plus, cela ferait en sorte que l'alpha atteigne sa valeur maximale pour des déséquilibres système importants mais pas excessifs. Une valeur plus élevée du paramètre « d » engendrait une valeur alpha trop élevée pour des déséquilibres de système relativement petits et non structurels et ferait que la valeur maximale atteigne sa valeur maximale trop lentement (pour des déséquilibres de système supérieurs à 1000 MW).

- $b = 200 \text{ € / MWh}$: le paramètre « b » définit la valeur maximale du paramètre alpha indépendamment de toute nouvelle augmentation du déséquilibre du système lorsque le déséquilibre du système est déjà important (qu'il soit positif ou négatif). Les risques de déséquilibre dus aux tempêtes sont utilisés pour définir le paramètre « b ». Des déséquilibres importants du système pourraient se créer si le BRP attend trop longtemps avant de couper la production éolienne en mer avant une tempête majeure ou s'il commence trop tôt à reprendre la production après la tempête et tire ainsi des revenus des certificats verts. La valeur de « b » est définie pour garantir que le paramètre alpha crée une incitation plus forte que les revenus des certificats verts.

Concernant la remarque de FEBELIEC, Elia convient que la formulation proposée n'est pas adéquate. Elia prendra en considération la réflexion de FEBELIEC dans sa Proposition tarifaire.

En ce qui concerne la fiabilité des publications sur le prix de déséquilibre, Elia travaille continuellement à l'amélioration des informations mises à disposition du marché. Pour toute question ou demande spécifique, Elia invite REstore à inclure le point à l'agenda des workshops 'Transparence' organisés régulièrement.

Pour répondre à la remarque de BOP, la proposition d'Elia d'ajuster le prix du déséquilibre et le paramètre alpha tient compte du concept de risque de tempête proposé. La proposition sur la conception du risque de tempête ne devrait pas être modifiée si le régulateur approuve la proposition sur le prix de déséquilibre.

4.5 Tarifs de gestion du système électrique

4.5.1 Concernant les tarifs pour le prélèvement et injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)

Résumé des réactions reçues :

BOP et FEBEG & ODE font remarquer à Elia que, conformément à ce tarif, les points d'accès faisant partie des services auxiliaires MVAR font l'objet d'une double pénalisation par le biais de ce tarif MVAR. Par conséquent, BOP, FEBEG & ODE demandent que le tarif MVAR ne soit pas appliqué aux unités de production participant au service auxiliaire MVAR.

FEBELIEC souligne que la solution proposée par Elia ne couvre pas la situation d'un site de demande (CDS) avec une production locale, en particulier lorsque la ou les productions locales sont détenues par différentes entités. FEBELIEC demande à Elia de prendre en compte ces éléments lors de l'établissement de sa proposition de service MVAR.

Ores, Fluvius et Sibelga tiennent à rappeler que les gestionnaires de réseau de distribution n'ont à leur portée aucun moyen de gérer les comportements réactifs en un point de couplage. La modification ce tarif entrainera donc des couts supplémentaires. De plus, aucun mécanisme n'est prévu pour neutraliser les comportements réactifs provenant de raisons techniques. Par conséquent, Ores, Fluvius et Sibelga demandent à Elia d'ajuster les modalités tarifaires aux exigences techniques d'un point de couplage.

Point de vue d'Elia :

Concernant la double pénalisation liée aux unités de production participant au service auxiliaire MVAR, la solution proposée pour la modification du tarif sera d'application en même temps que l'entrée en vigueur attendue du nouveau design MVAR. Dans ce nouveau design, Elia proposera une modification du mécanisme de pénalités liées au contrôle d'activation du service auxiliaire de gestion de la tension et de la puissance réactive afin d'éviter une double pénalité.

Pour répondre à la remarque de FEBELIEC, il sera également proposé dans ce nouveau design MVAR que les entités situées derrière un même point d'accès (le cas d'un CDS par exemple) disposent d'un accord bilatéral lorsque le service auxiliaire de gestion de la tension est rendu par une des entités.

Sur base des remarques d'Ores, Fluvius et Sibelga, Elia propose d'ajuster les modalités tarifaires pour le prélèvement et injection d'énergie réactive complémentaire applicable uniquement aux gestionnaires de réseau de distribution. Elia propose donc :

- de créer un tarif (plus strict) pour une zone agrégée, et
- de maintenir l'application du tarif local (par point d'interconnexion (IP)). Ce tarif par IP sera exonéré à la demande du gestionnaire de réseau de distribution en cas d'incompatibilité technique ('vinder curve').

4.6 Tarifs pour l'intégration du marché

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « Tarifs pour l'intégration du marché ».

4.7 Compensation des pertes actives sur le réseau de transport fédéral

Résumé des réactions reçues :

Concernant les pertes actives, BOP se demande quelle fraction de la compensation des pertes actives sera facturé à un détenteur d'accès.

FEBEG & ODE soutiennent le passage aux appels d'offres pour les pertes de réseau au lieu du mécanisme existant de compensation. FEBEG et ODE comprennent que, si Elia était obligé de passer à un processus d'appel d'offres, une période de transition serait nécessaire. Cependant, une période de transition indéterminée ou irraisonnable (par exemple, pour la prochaine période tarifaire) ne serait pas acceptée.

FEBELIEC n'a pas de préférence forte quant à la manière dont les pertes doivent être compensées. Cependant, FEBELIEC reste convaincu que toute modification de la pratique actuelle ne devrait pas conduire à une double imputation des pertes sur le réseau, via un nouveau tarif Elia ainsi que via le prix du contrat énergétique.

Point de vue d'Elia :

A ce jour, la réglementation concernant les compensations des pertes actives sur le réseau de transport fédéral n'a pas encore connu de modification. Il en résulte que les pertes actives sur le réseau fédéral font l'objet d'une compensation par les responsables d'équilibre. Il n'y a donc pas de facturation d'un tarif vers les détenteurs d'accès.

Elia prend note des remarques de FEBEG & ODE et FEBELIEC et convient de la pertinence de celles-ci. Néanmoins, étant donné que le processus de finalisation et l'entrée en vigueur effective du « nouveau » règlement technique fédéral ne sont pas définies précisément, il est compliqué pour Elia d'évaluer la période de transition nécessaire aux changements de mécanisme.

5 Réactions concernant les obligations de service public, taxes et surcharges

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « Obligation de service public, taxes et surcharges ».

6 Conclusion

Les nombreuses réactions d'acteurs très divers montrent que ce document a été étudié avec attention et il a également débouché sur des propositions très intéressantes. Elia s'est efforcée de donner une réponse à toutes les réactions et de fournir aux acteurs du marché des explications suffisantes sur différents sujets. Les questions étaient parfois accompagnées de propositions spécifiques visant à intégrer certains éléments et modalités d'application d'une manière différente de celle proposée par Elia.

Certaines propositions ont effectivement été prises en considération et ont donné lieu à des modifications dans la Proposition tarifaire 2020-2023 soumise à la CREG. En termes concrets, cela signifie qu'Elia va modifier le mécanisme de pénalités liées au contrôle d'activation du service auxiliaire de gestion de la tension et de la puissance réactive. Elia va également ajuster les modalités tarifaires pour le prélèvement et l'injection de la puissance réactive pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Par ailleurs, Elia a apporté aux répondants de la consultation publique certaines clarifications concernant les tarifs d'étude de modernisation.

Elia n'a pas pu donner suite à d'autres propositions pour des raisons qui sont amplement détaillées dans le rapport. En effet, certaines propositions n'étaient pas conformes à la Méthodologie Tarifaire 2020-2023 ou au cadre légal actuel et n'ont donc pas conduit à des adaptations des propositions formulées par Elia.